Proceedings of 5º Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, IEEE, October 19-20, 1999, Montevideo, Uruguay

Determinación del contenido de agua en la aislación de transformadores de potencia mediante métodos eléctricos

Jorge Fernández Daher, Senior Member, IEEE
Laboratorio de UTE
Paraguay 2385, Montevideo, Uruguay

Resumen: En este artículo se muestra una técnica de ensayo basada en principios eléctricos para la determinación del contenido de agua en la aislación sólida de transformadores de potencia. La presencia de agua en la celulosa es una indicación clara del deterioro sufrido por la aislación. Existen métodos químicos para determinar este valor pero tiene algunos inconvenientes. En este trabajo se muestra el principio sobre el cual está basado el método eléctrico, se ven sus ventajas y desventajas y se analizan casos reales.

Palabras clave: transformadores, diagnóstico, contenido de agua, aislación

I. INTRODUCCION

En los últimos años se observa un creciente interés en el diagnóstico de los transformadores en todo el mundo. En las compañías de energía eléctrica hay una mayor conciencia de costos. El usuario de estos equipos espera una confiabilidad muy alta ya que una salida de servicio no prevista de un transformador ocasiona inconvenientes importantes y tiene costos asociados muy altos. No sólo está en juego el costo de los equipos dañados sino también el costo por la no disponibilidad de la energía eléctrica.

También hay aspectos ecológicos que han ido aumentando su importancia con el pasar de los años. No es un tema trivial la disposición del aceite aislante, el papel, el cobre y el hierro de un transformador que hay que desechar debido a una falla catastrófica.

Es por lo expuesto anteriormente que continuamente se están desarrollando técnicas de diagnóstico para poder determinar con mayor precisión el estado de la aislación de las máquinas eléctricas.

Es bien sabido que la presencia de agua en la aislación celulósica de un transformador puede ser dañina. Esto puede producir un envejecimiento acelerado del papel y si hay cantidades importantes de agua se puede estar comprometiendo el nivel de aislación en el transformador. Por estas razones es que durante el proceso de fabricación de los transformadores se realiza un proceso de secado que lleva el contenido de agua en el papel de 5% en peso, valor normalmente encontrado, a valores inferiores a 0.5%. Se han desarrollado métodos para evitar el ingreso de humedad al transformador durante su servicio para preservar la aislación.

La humedad en un sistema de aislación compuesto por papel y aceite se ubica principalmente en el papel. La repartición del agua en ambos componentes depende fuertemente de la temperatura de la aislación. También la velocidad de transferencia del agua de una parte a otra depende de la temperatura. A altas temperaturas el equilibrio se logra en horas mientras que a bajas temperaturas esto puede llevar días. Por estas razones es que el método tradicional de determinación de agua en el papel a través de la medida del contenido de agua en el aceite mediante el método de Karl Fischer y posterior uso de gráficas de equilibrio es problemático. Eso hizo necesario el desarrollo de otro método que no tuviera esos problemas. Se desarrolló entonces un método eléctrico llamado medida de la tensión de recuperación o en inglés recovery voltage measurement (RVM). Este método tiene aceptación internacional y está siendo usado por las empresas de energía eléctrica [1], [2].

II. DESCRIPCION DEL METODO

El propósito del método es determinar una constante de tiempo relacionada directamente con el contenido de agua en el papel y luego, a través de gráficos calcular este valor.

El fenómeno de polarización es conocido desde hace mucho tiempo en la física. Recién hace unos 30 años que se comenzó a considerar este efecto como indicación del estado de la aislación a raíz de trabajos de un grupo húngaro de investigadores liderados por el Profesor Csernatony Hoffer.

El efecto de polarización es un proceso de orientación. Para que esto suceda es necesario tener un campo eléctrico y moléculas cuya orientación se vea afectada por este campo. Las moléculas de agua son polares y se orientan según un campo eléctrico. El proceso de orientación requiere también de un cierto tiempo para completarse. Una vez terminada la orientación de las moléculas éstas almacenan la energía entregada por el campo eléctrico. Cuando se retira el campo eléctrico, las moléculas vuelven a su posición original liberando la energía almacenada. Aparece una tensión en bornes del dieléctrico. Esta es la tensión de recuperación que se mide en el ensayo.

Los tiempos involucrados en este proceso dependen de la temperatura y de la cantidad de moléculas polares presentes en la aislación. Las moléculas de agua en el papel son resultado de la degradación del mismo. Al degradarse el papel por envejecimiento, las cadenas celulósicas se dividen en cadenas más cortas liberando agua.

Para comprender mejor el fundamento del método desarrollaremos un modelo de la aislación del transformador. El modelo simplificado se muestra en la Fig 1.

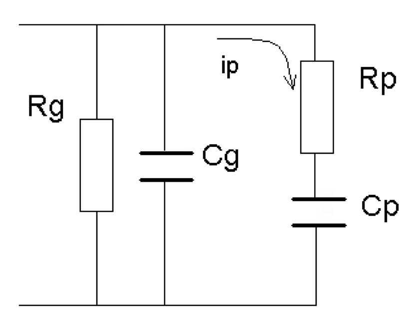


Fig. 1. Modelo del dieléctrico del transformador

El dieléctrico de un transformador puede modelarse por un circuito RC paralelo. Los valores de R y C se determinan mediante un ensayo de tangente delta. Llamaremos R_g y C_g a estos componentes característicos de la geometría del dieléctrico.

Para determinar la parte del modelo que represente la polarización del dieléctrico debemos tener en cuenta ciertas características:

- Al aplicar una tensión circula una corriente
- La corriente transfiere energía al diléctrico que es almacenada
- La energía se devuelve en forma de una tensión en bornes del dieléctrico
- La energía se transfiere hasta un cierto punto donde se produce una saturación
- El proceso sigue un comportamiento exponencial

Un simple circuito RC serie cumple con todas estas condiciones. Llamaremos R_p y C_p a los componentes del modelo que representan la polarización. Dada la diferencia de órdenes de magnitud existente entre las constantes de tiempo de ambas ramas, es posible poner R_g y C_g en paralelo y R_p y C_p en serie.

El objetivo del ensayo es medir la constante de tiempo $\tau_p = R_p C_p$ y luego mediante gráficas hallar el contenido de agua en porcentaje del peso del papel.

III. TECNICAS DE ENSAYO

Existen distintos métodos para medir la constante de tiempo, cada uno de ellos con distintas características. Una de las formas de medir la constante de tiempo es mediante la medición directa de la corriente absorbida i_p. Este método tiene el inconveniente que generalmente debido a los valores de los componentes del modelo encontrados en la realidad, se obtienen corrientes muy pequeñas. Esto hace difícil su medida en el entorno de una estación donde puede haber otros elementos energizados que produzcan interferencias.

El otro método consiste en utilizar una fuente de alterna de muy baja frecuencia (0.1 Hz) y buscar la resonancia con la parte del modelo que corresponde a la polarización del dieléctrico. Con este método se logra un ajuste muy fino. Tiene el inconveniente que es difícil generar tensiones sinusoidales de baja frecuencia con potencia importante. Con el avance de la tecnología es muy probable que este inconveniente desaparezca y pueda ser usada esta técnica.

Por último está el método de medida de la tensión de recuperación (recovery voltage measurement) que consiste en una especie de espectro en ciclos de tres partes más un período de descarga. Este es el método más complejo y largo pero ha dado muy buenos resultados en campo.

IV. MEDIDA DE TENSION DE RECUPERACION

Este método está compuesto por ciclos de tres partes que se repiten hasta cubrir un rango de tiempos suficientemente amplio como para poder determinar la constante de tiempo. Entre cada ciclo se agrega una etapa de descarga cuya misión es descargar completamente el dieléctrico para poder comenzar cada ciclo con condiciones iniciales nulas. En [3] hay una descripción muy detallada del mismo.

En la etapa de carga se aplica una tensión continua a los bornes de la aislación. La tensión se aplica entre uno de los arrollados y todos los demás unidos y conectados a tierra junto con la cuba del transformador. En la Fig 2 se muestra el circuito que corresponde a esta etapa.

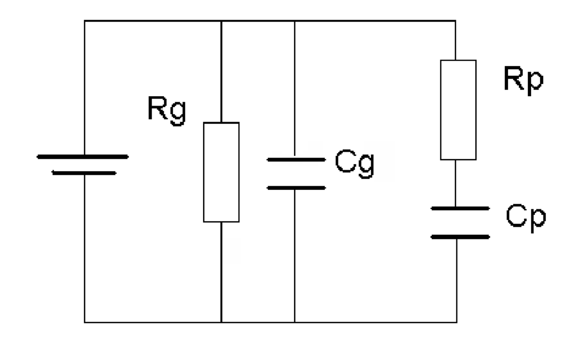


Fig. 2. Etapa de carga

Se asume que la resistencia interna de la fuente es nula. Generalmente la tensión que se aplica es de 2 kV, suficientemente alta para tener señales importantes frente a interferencias pero que no supere los valores de aislación de los arrollados. En estas condiciones se inicia la polarización en la aislación. La fuente de continua provee la energía que es almacenada en el dieléctrico. Las moléculas polares comienzan su proceso de orientación. La carga se interrumpe antes que se produzca la saturación. El tiempo durante el cual se aplica la tensión se llama t_c y es el parámetro que se varía de un ciclo a otro. En la Fig 3 se observa la tensión en bornes del condensador C_p. La tensión en bornes del condensador C_p está dada por (1).

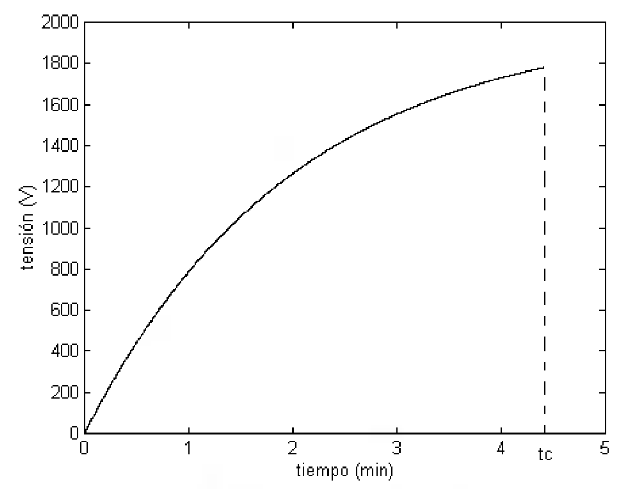


Fig. 3. Tensión de carga en C_p

$$U_{Cp} = U_C \left(1 - e^{-t/\tau_p} \right) \tag{1}$$

donde U_C es la tensión de la fuente de continua.

Al final de la etapa de carga en bornes del condensador se tiene una tensión dada por (2).

$$U_{Cp} = U_C\left(1 - e^{-t_c/\tau_p}\right) \tag{2}$$

A continuación se inicia la etapa de descarga donde se retira la fuente de alta tensión continua y se cortocircuita el dieléctrico. En la Fig 4 se muestra el circuito. En esta etapa se reduce la polarización de la aislación liberándose la energía almacenada. El proceso se interrumpe antes que se produzca la descarga completa. En el dieléctrico quedan cargas almacenadas. El tiempo de descarga se llama t_d y debe cumplirse que $t_c > t_d$. En la Fig 5 se observa la tensión en bornes del condensador C_p.

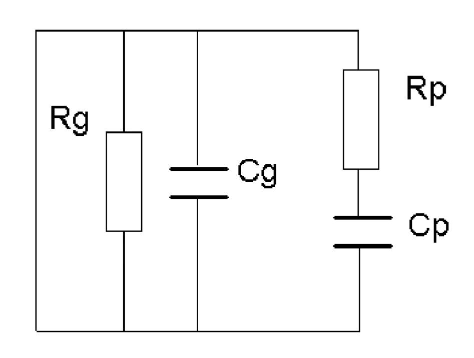


Fig. 4. Etapa de descarga

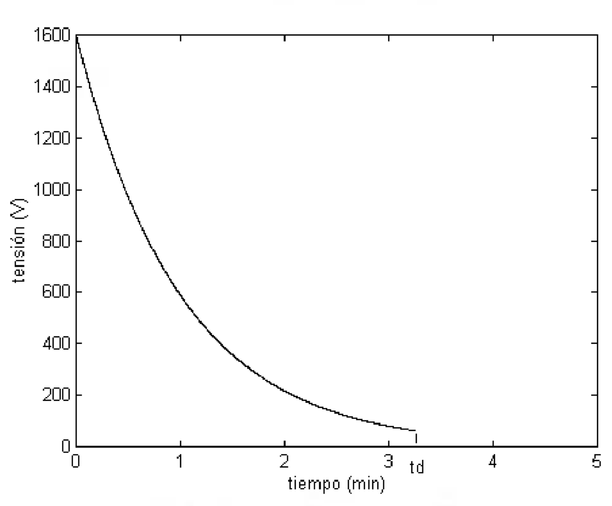


Fig. 5. Tensión de descarga en C_p

La tensión en bornes del condensador está expresada por (3) y la tensión en sus bornes al final de la etapa está dada por (4).

$$U_{Cp} = U_C\left(1 - e^{-t_c/\tau_p}\right)e^{-t/\tau_p} \tag{3}$$

$$U_{Cp} = U_C\left(1 - e^{-t_c/\tau_p}\right)e^{-t_d/\tau_p} \tag{4}$$

En el apéndice se desarrollan las ecuaciones que determinan el comportamiento del modelo utilizado.

Luego se inicia la última etapa del ciclo, llamada recuperación. En esta etapa se retira el cortocircuito de los bornes del dieléctrico y se conecta un voltímetro. Se asume que la impedancia del mismo es infinita. En la Fig 6 se muestra el circuito.

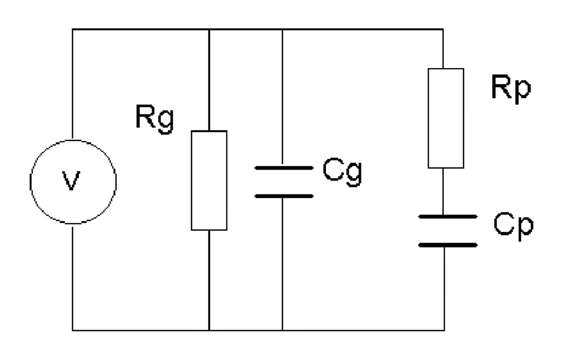


Fig. 6. Etapa de recuperación

Inicialmente el condensador C_p se descarga y C_g se carga. A medida que transcurre el tiempo todo el sistema se descarga través de R_g. Se observa que la tensión medida por el voltímetro presenta un pico máximo. La Fig 7 muestra la tensión en bornes del voltímetro. La ecuación (5) da la tensión en bornes del dieléctrico del transformador en esta etapa.

$$v(t) = \frac{V_0}{R_p C_g (\beta - \alpha)}\left(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}\right) \tag{5}$$

donde V_0 es la tensión dada por (4) y α y β son constantes que dependen de R_p, R_g, C_p y C_g.

En cada ciclo se registran el valor de la tensión de pico y el tiempo al cual se produjo ese máximo.

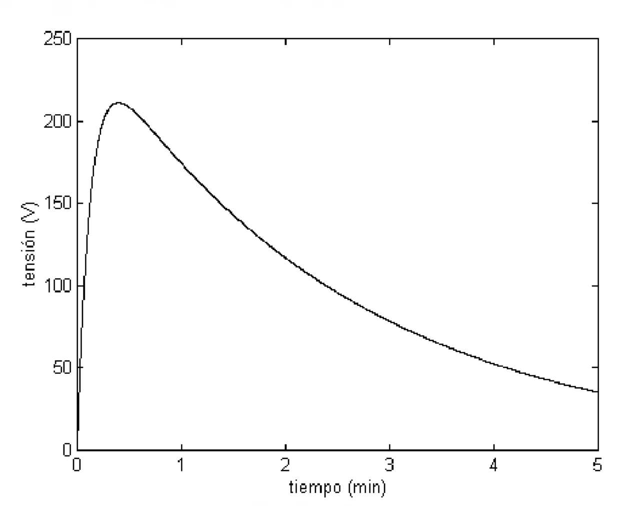


Fig. 7. Tensión de recuperación

Finalmente se vuelve a colocar un cortocircuito en bornes del dieléctrico con la finalidad de descargar completamente el dieléctrico para comenzar el siguiente ciclo con los condensadores descargados.

Estos ciclos se repiten manteniendo el valor de la tensión de la fuente de alta tensión y manteniendo t_c/t_d constante. En cada ciclo se va aumentando el valor de t_c. Los valores de tensión máxima y tiempo del pico en cada ciclo se grafican en escala doble logarítmica. En la Fig 8 se muestra un ejemplo. Esta gráfica, llamada espectro de polarización permite determinar la constante de tiempo.

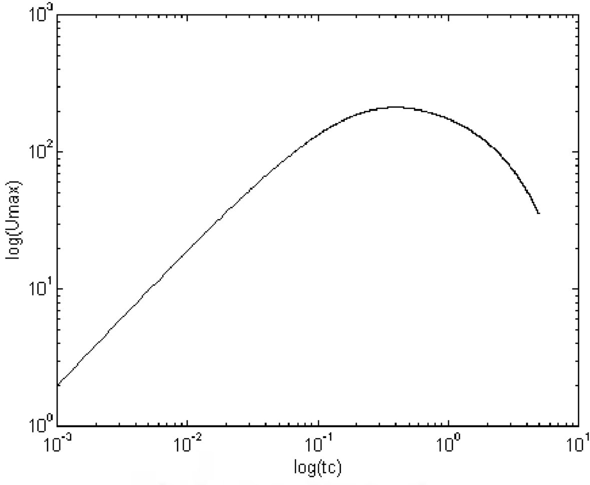


Fig. 8. Espectro de polarización

En el punto donde se produce el máximo del espectro se determina el tiempo y de ese valor se calcula τ_p. Si se elige $t_c=2t_d$ entonces ese tiempo es aproximadamente la constante. Con ese valor de constante utilizando una gráfica como la que se muestra en la Fig 9 se puede determinar el contenido de agua en el papel en porcentaje de su peso [3]. Esta gráfica surge de resultados empíricos en probetas de laboratorio y son internacionalmente aceptadas.

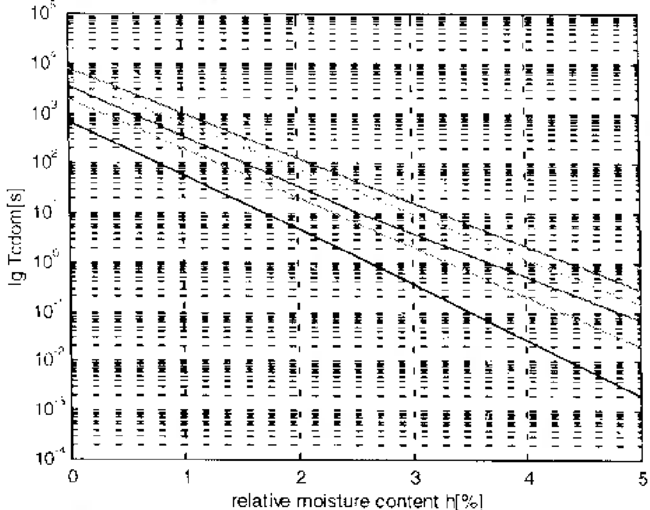


Fig. 9. Curvas para determinación de contenido de agua

V. CONDICIONES DE ENSAYO

Hay una serie de factores que afectan el resultado del ensayo. Esos factores son la temperatura, la tensión de carga, la relación t_c/t_d, la presencia de electrodos flotantes y las cargas estáticas. Analizaremos los efectos de cada uno de ellos.

La temperatura incide directamente en los tiempo involucrados en el proceso de orientación de las moléculas polares. A mayor temperatura la polarización se realiza a mayor velocidad y por lo tanto la constante de tiempo disminuye. Es necesario que la temperatura del transformador sea estable durante el ensayo sin importar cual sea el valor. Debe ser conocida y estable. La temperatura debe estar entre 5 °C y 90 °C. Por debajo de los 5 °C se puede producir congelamiento del agua y por encima de los 90 °C puede entrar en ebullición.

La tensión de carga influye directamente en las cargas finales en los condensadores. A mayor tensión las cargas son mayores. El valor de la tensión de ensayo debe mantenerse igual durante todos los ciclos. Cuanto más alta sea hay menor susceptibilidad a ruidos pero no debe superarse el límite de aislación de los bobinados.

La relación t_c/t_d afecta directamente al valor del coeficiente que relaciona el tiempo en el pico máximo del espectro de polarización y la constante de tiempo τ_p. Esa relación debe ser constante en todos los ciclos. Por razones de comodidad se elige $t_c/t_d=2$ para que ese coeficiente sea aproximadamente 1.

La presencia de electrodos flotantes en el interior del transformador hace que la distribución de iones en el dieléctrico sea errática. Esto afecta a las corrientes de carga y descarga de los condensadores del modelo invalidando el circuito del modelo. Este caso puede darse en transformadores de medida que tienen pantallas electrostáticas.

Las cargas estáticas actúan de la misma forma que los electrodos flotantes afectando las corrientes de carga y descarga. Estas cargas pueden generarse por fenómenos de electrificación en la fricción entre aceite y aislación.

VI. CASOS REALES

Se muestran valores obtenidos en algunos casos reales de transformadores en distintas condiciones.

El primer caso que analizaremos es el de un transformador de 150 kV/31.5 kV, 20 MVA el cual fue sometido a una reparación importante. El método de RVM se utilizó para poder ver la evolución del proceso de secado al que fue sometido luego de la reparación. Inicialmente se determinó que el contenido de agua era superior al 4%. Luego de 15 días en proceso de secado el contenido de agua fue de 2.3% y luego de 10 días más bajó a 1.6%. De esta forma pudo controlarse la calidad del proceso de secado y fue posible determinar la finalización del mismo.

El segundo caso es de un transformador de 150 kV/7 kV, 36 MVA que estaba fuera de servicio. Se realizó RVM en 3 oportunidades siendo el resultado mayor a 4.5% en todos los casos. Aquí el proceso de secado no era el mismo que en el anterior por diversas limitaciones y no se observan mejoras a lo largo del proceso.

También se aplicó el método a transformadores de distribución. En dos transformadores idénticos de 30 kV/6 kV, 3.75 MVA se determinaron valores de 2.4% y 2.7%. Ambos transformadores estaban fuera de servicio. Se realizó una determinación en un transformador de 31.5 kV/6.86 kV, 10 MVA almacenado durante 2 años resultando un valor de 1.9%. El ensayo sirvió para determinar que a pesar que el transformador estuvo fuera de servicio, su condición había empeorado al producirse ingreso de humedad.

Finalmente también se realizó un ensayo en un autotransformador de 30 kV, 35 kVA fuera de servicio, resultando un valor de 1.7%.

No se presentaron dificultades en ninguno de los ensayos aún siendo tipos de transformadores tan distintos.

VII. COMPARACION CON METODO QUIMICO

En algunos de los casos expuestos se tomaron muestras de aceite con el propósito de comparar los resultados de este método con el del método de Karl-Fischer. Este es un método químico que permite determinar el contenido de agua en una muestra de aceite. Con ese dato y el de la temperatura del aceite en el transformador en el momento de la extracción de la muestra, mediante gráficas experimentales como las que se muestran en las Fig 10 y 11, se obtiene el valor del contenido de agua en el papel. En [4] se muestra una variedad de curvas desarrolladas con este fin y se comparan los resultados obtenidos.

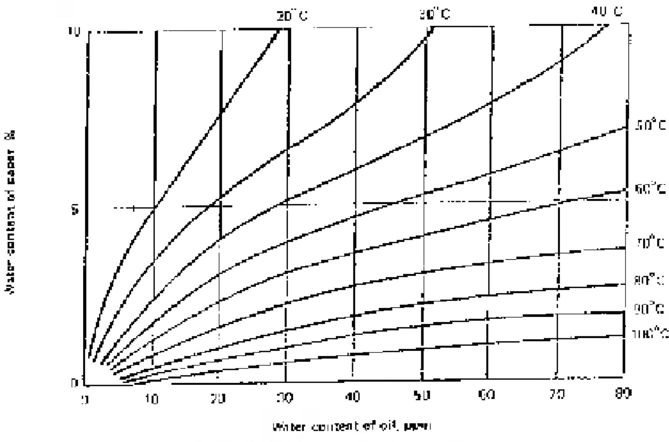


Fig. 10. Diagrama de Nielsen

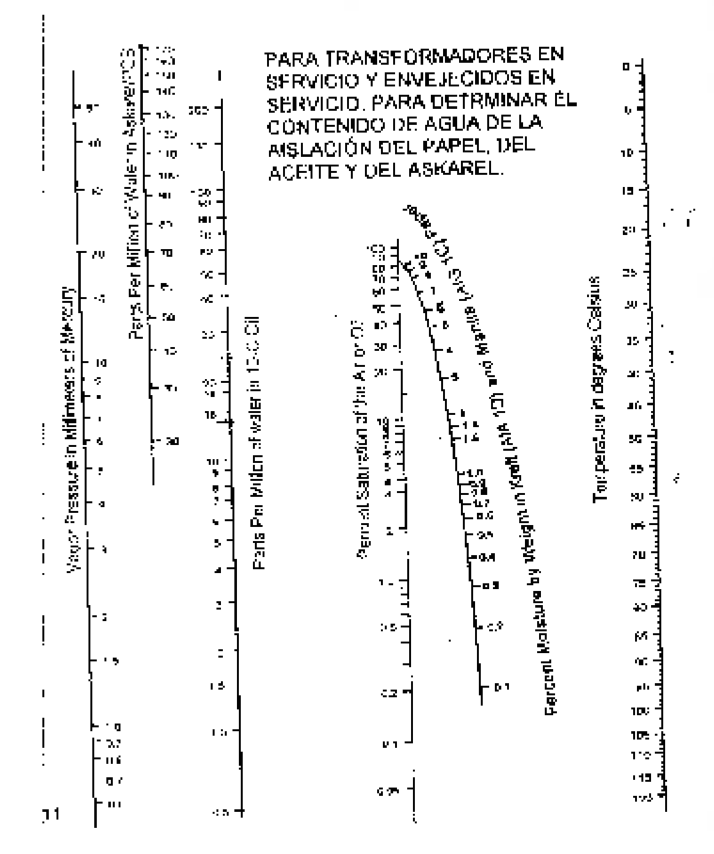


Fig. 11. Nomograma S. D. Myers

El método químico tiene el inconveniente que a bajas temperaturas como las que se dan cuando el transformador está fuera de servicio, se producen errores muy grandes. Esto se debe a que a bajas temperaturas y si el contenido de agua en el aceite es bajo, las curvas quedan muy verticales y una pequeña variación en el contenido de agua en el aceite ocasiona una gran dispersión en los valores de contenido de agua en el papel. También sucede que la determinación del contenido de agua en el aceite puede exceder las posibilidades del instrumental cuando el valor es muy bajo.

En el caso del transformador de 150 kV/7 kV, 36 MVA, el resultado del ensayo químico fue de 5% mientras que el de RVM dio superior a 4.5%. Hay otros casos donde el contenido de agua en el aceite es menor que 5 ppm, límite inferior del instrumental utilizado y además la temperatura del transformador es cercana a la ambiente (15 °C). En esas condiciones se pueden tener variaciones de 1% hasta 3.5% en el contenido de agua en el papel. Mientras que un 1% es un valor correcto para un transformador con algunos años en servicio, un 3.5% es un valor riesgoso.

VIII. CONCLUSIONES

Se ha presentado una técnica que mediante un ensayo eléctrico permite determinar el contenido de agua en la aislación celulósica de un transformador. Es un método complejo pero ha dado buenos resultados en ensayos de campo. Se han mostrando algunos casos reales de aplicación del método. La intención fue verificar la evolución de los procesos de secado de los transformadores y también la verificación del estado de la aislación en transformadores fuera de servicio. Se hicieron comparaciones con métodos químicos y se ve como bajo determinadas condiciones es más ventajoso el método eléctrico.

IX. APENDICE

Se desarrollan a continuación las ecuaciones que cumple el modelo del transformador en las distintas etapas de cada ciclo.

En la primera etapa la tensión en bornes del condensador C_p en función del tiempo está dada por

$$U_{C_p}(t) = U_C\left(1 - e^{-t/\tau_p}\right) \tag{6}$$

para $0 \le t \le t_c$

Cuando $t = t_c$

$$U_{Cp} = U_C\left(1 - e^{-t_c/\tau_p}\right) \tag{7}$$

En la etapa siguiente, el condensador C_p tiene una carga inicial y la tensión inicial está dada por la ecuación (7). En esta etapa

$t_c \le t \le t_c + t_d$

Si hacemos un cambio de variable tal que

$$t' = t - t_c$$

entonces la tensión en bornes del condensador C_p en función del tiempo es

$$U_{C_p}(t') = U_C\left(1 - e^{-t_c/\tau_p}\right)e^{-t'/\tau_p} \qquad (9)$$

y cuando $t'=t_d$

$$U_{C_p} = U_C\left(1 - e^{-t_c/\tau_p}\right)e^{-t_d/\tau_p} \qquad (10)$$

El valor dado por la ecuación (10) es la tensión inicial de la etapa siguiente. Por simplicidad lo llamaremos V_o.

Para analizar el circuito de la tercera etapa resulta más sencillo utilizar la transformada de Laplace. La tensión en bornes del transformador está dada por la ecuación (11).

$$V = \frac{z_g}{z_g + z_p}\frac{V_o}{s} \qquad (11)$$

donde z_g es el paralelo entre R_g y C_g y z_p es la serie de R_p y C_p.

$$z_g = \frac{1}{1/R_g + C_g s} \qquad (12)$$

$$z_p = R_p + 1/C_p s \qquad (13)$$

Sustituyendo y haciendo cuentas resulta

$$V(s) = \frac{V_o R_g C_p}{1 + (\tau_p + \tau_g + R_g C_p)s + \tau_p \tau_g s^2} \qquad (14)$$

$$V(s) = \frac{V_o R_g C_p}{(s+\alpha)(s+\beta)\tau_p \tau_g} \qquad (15)$$

La antitransformada de la ecuación (15) es

$$v(t) = \frac{V_o}{R_p C_g}\left(\frac{e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}}{\beta - \alpha}\right) \qquad (16)$$

La ecuación (16) da el comportamiento de la tensión en bornes del transformador en la etapa de recuperación en función del tiempo.

X. REFERENCIAS

[1] J. Lapworth, P. Jarman, "Application of polarization techniques (recovery voltage measurements) for assesing the condition of transformer winding insulation," Proceedings of the 65th Annual International Conference of Doble Clients, Boston, Massachusetts, marzo 1998.

[2] S. Islam, P. Jota, M. Stace, "Detection of oil-paper equilibrium moisture content in power transformers using hybrid intelligent interpretation of polarisation spectrums from recovery voltage measurements," Procedings of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Arlington, Virginia, junio 1998.

[3] Alexander Schlag, The recovery voltage method for transformer diagnosis, Tettex Instruments.

[4] Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutr, A. V. Mamishev, S. R. Lindgren, "Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems," IEEE Electrical Insulation Magazine, enero-febrero 1999, vol 15, No 1.

XI. BIOGRAFIA



Jorge Fernández Daher (M' 1987, SM' 1998) nació en Montevideo, Uruguay el 25 de junio de 1961. Recibió su título de Ingeniero Industrial Opción Electrónica de la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, en 1987. Desde 1980 se ha desempeñado en distintos cargos en el Laboratorio de UTE. Sus especialidades comprenden las técnicas de diagnóstico en máquinas rotativas y transformadores y la instrumentación eléctronica bajo control de computadoras. Ha escrito y presentado artículos en diversos congresos internacionales y revistas de IEEE. Es miembro de la IEEE Standards Association y participa en votaciones de normas técnicas del IEEE en el área de diagnóstico de máquinas rotativas. Ha ocupado distintos cargos dentro de la Sección Uruguay del IEEE. Actualmente es el Presidente del Capítulo de Potencia, Instrumentación y Medidas.